

Wege zur regenerativen Stromversorgung II – Auswirkungen und Kosten

Franz Trieb und Denis Hess

Der Umbau der Stromversorgung hin zu großen Anteilen erneuerbarer Energie stellt nach wie vor eine große Herausforderung für die deutsche Volkswirtschaft dar. Neben der geplanten starken Verringerung des Ausstoßes von Treibhausgasen soll die zukünftige Versorgung gleichermaßen verlässlich und kostengünstig sowie sozial- und umweltverträglich sein. Dabei spielen viele Faktoren eine Rolle, die gegeneinander abgewogen werden müssen, um zu möglichst nachhaltigen Versorgungsstrukturen zu gelangen. Eine Szenario-Analyse quantifiziert Auswirkungen und Kosten unterschiedlicher Ausbaupfade erneuerbarer Energien im Hinblick auf ausgewählte technische und ökonomische Indikatoren.

Bewertungsindikatoren

Für die Bewertung unterschiedlicher Ausbaupfade wurden zunächst acht quantitative Indikatoren ausgewählt, die – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – eine relativ große Bandbreite von Auswirkungen direkt oder auch indirekt erfassen. Diese sind:

- Ausstoß von Treibhausgasen (Emissionen in Mio. t CO₂-Äquivalent pro Jahr);
- Flächenbedarf (veränderte Landfläche in Quadratkilometern);
- Systemkosten (Gesamtkosten in Mrd. € pro Jahr ohne Steuer und Abgaben);
- Kraftwerksleistung (Ausgangsleistung aller Kraftwerke und Stromspeicher in MW);
- Abregelung (durch Abregelung verlorene Strommenge in Terawatt-Stunden pro Jahr);
- Importabhängigkeit (Importanteil in Prozent der Jahresbruttostromerzeugung);
- Netzausbau (Ausbau des Transportnetzes und Netzanbindung in Terawatt-Kilometern);

■ Staubemissionen (Staubentwicklung bei Herstellung und Betrieb in t pro Jahr).

Die Bewertungsindikatoren aller Szenarien werden auf die Ausgangswerte des Jahres 2015 normiert (siehe Tabelle). Die Ausgangssituation des Referenzjahres 2015 kann auf diese Weise in einem Netzdiagramm durch ein gleichmäßiges Oktaeder mit dimensionslosen Indikatoren der Länge 1 dargestellt werden (z. B. Abb. 1). Durch die Normierung auf ein Referenzjahr erhalten alle Indikatoren eine einheitliche Bedeutung – sie repräsentieren nun eine relative Änderung des jeweiligen Indikators gegenüber dem Referenzjahr 2015 – und werden dimensionslos, so dass sie addiert werden können (die Gesamtsumme aller Indikatoren im Jahr 2015 = 8). Auf eine denkbare unterschiedliche Gewichtung der Indikatoren wurde hier zunächst verzichtet. Über die Summe aller Indikatoren können Szenarien nun im Hinblick auf ihre Auswirkungen miteinander verglichen

und in einem Netzdiagramm einheitlich dargestellt werden.

Szenarien Modell ELCALC

In [1] wurden zwei unterschiedliche Szenarien für die Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland vorgestellt, die sich im Wesentlichen in den Anteilen Dargebots-unabhängiger regenerativer Energiequellen (DRE) und variabler regenerativer Energiequellen (VRE) unterscheiden. Für die Erstellung der verschiedenen Modellszenarien wurde das Microsoft-EXCEL-basierte Modell ELCALC verwendet. ELCALC basiert auf einer stündlichen Energiebilanz für ein ausgewähltes Referenzjahr. In jeder Stunde wird der elektrische Nettostrombedarf mit der Bruttostromerzeugung aller Kraftwerke inkl. Export und Import abgestimmt. Modellvariablen sind die installierten Leistungen (in MW) aller Stromversorgungsoptionen inklusive Kraftwerken, Stromspeichern und Netztransfer. Durch Variation der Modellva-

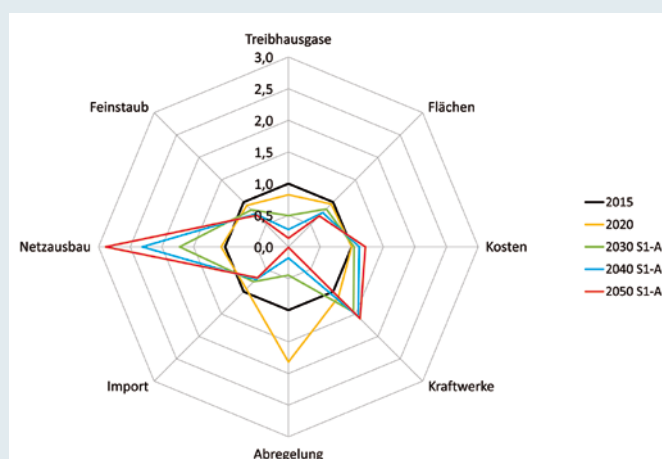


Abb. 1 Indikatoren der Szenarien der Gruppe S1-A unter Berücksichtigung aller Versorgungsoptionen (S1) und mit dem Ziel möglichst geringer Auswirkungen in allen Bereichen (A) für die Jahre 2015 bis 2050

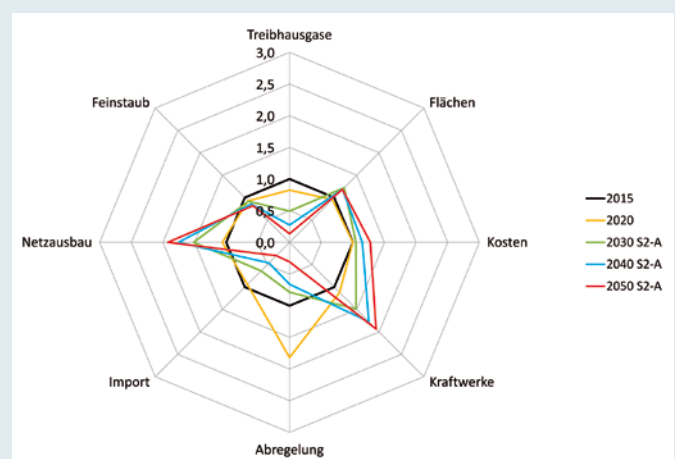


Abb. 2 Indikatoren der Szenarien Gruppe S2-A unter Ausschluss von Solarstromimporten (S2) und mit dem Ziel möglichst geringer Auswirkungen in allen Bereichen (A) für die Jahre 2015 bis 2050

riablen kann der Strom-Mix so eingestellt werden, dass alle Randbedingungen für das jeweilige Szenario erfüllt sind. Allen Szenarien gemeinsam sind folgende Annahmen und Randbedingungen:

1. Jahresnettostrombedarf der stündlichen Lastkurve beträgt ca. 550 TWh/a bei einer Spitzenlast von ca. 82 GW entsprechend dem Bedarf im Referenzjahr 2015.

2. Begrenzung der maximalen Treibhausgasemissionen in den Modelljahren 2020 bis 2050 erfolgt nach folgender Vorgabe:

2015:	365 Mt/a	(Referenz)
2020:	300 Mt/a	(Modell)
2030:	180 Mt/a	(Modell)
2040:	100 Mt/a	(Modell)
2050:	50 Mt/a	(Modell)

3. Allen Szenarien liegen die gleichen technischen Annahmen (Zeitreihen der Solar- und Windressourcen, Potenzialgrenzen, Wirkungsgrade, spezifische Emissionen, usw.) und wirtschaftlichen Annahmen (spezifische Investitionskosten, Betriebskosten, usw.) sowie technischen und wirtschaftlichen Lernkurven für die verwendeten Technologien zugrunde. Sensitivitätsanalysen bzgl. dieser Parameter wurden im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht durchgeführt. In [2] sind sämtliche Annahmen für das Modell dokumentiert, wie z. B. spezifische Treibhausgasemissionen, Flächenbedarf sowie Investitions-, Betriebs- und Brennstoffkosten der verschiedenen verwendeten Technologien und Energiequellen.

4. Die sichere, jederzeit verfügbare Nettoengpassleistung aller Kraftwerke muss immer mindestens 10 % über der jährlichen Spitzenlast liegen. Die Nettoengpassleistung von Solarstromimporten wird trotz technisch hoher Verfügbarkeit mit Null angenommen.

5. Die Stilllegungsrate alter Kraftwerke ist für alle Szenarien gleich.

6. Lastmanagement und Sektorkopplung wurden nicht betrachtet.

7. Ausbau von Kernenergie oder Carbon Capture and Storage (CCS) wurde nicht betrachtet.

Eine Vorgabe der im Lauf der Zeit immer stärker begrenzten maximalen Treibhausgasemissionen wie oben angegeben erzwingt die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energiequellen zur Deckung des Strombedarfs. Es wurden drei unterschiedliche Ausbaupfade zwischen dem Referenzjahr 2015 und dem Jahr 2050 unter Verwendung der oben angegebenen Modelljahre untersucht:

■ Berücksichtigung aller verfügbaren Optionen zur Lastdeckung inkl. VRE, DRE, FOS, PSP, SRE [3] sowie Netzausbau und -transfer über die Landesgrenzen (Szenarien der Gruppe S1).

■ Ausschluss von Solarstromimporten aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika (Szenarien der Gruppe S2).

■ Ausschluss von Solarstromimporten aus Nordafrika und von Wasserkraftimporten aus Skandinavien (Szenarien der Gruppe S3).

Bei der Variation der installierten Leistung der jeweils verfügbaren Optionen wurde zunächst versucht, Szenarien mit möglichst geringen Auswirkungen in allen Bereichen zu finden [4], d. h. die Summe aller Indikatoren wurde so klein wie möglich gehalten (Szenarien der Untergruppe A).

Anschließend an die Ermittlung der drei unterschiedlichen Ausbaupfade (2015-2050) mit möglichst geringen Gesamtauswirkungen (Untergruppe A) wurde jeweils für das Jahr 2050 versucht, eine Lösung mit möglichst niedrigen Systemkosten zu finden, ohne auf die anderen Indikatoren weiter Rücksicht zu nehmen (Szenarien der Untergruppe B). Die Ergebnisse dieser Untersuchungen sind im Folgenden dargestellt, die Zahlenwerte dazu befinden sich jeweils in der Tabelle.

Szenarien der Gruppe S1-A: Berücksichtigung aller Versorgungsoptionen

Die relativen Veränderungen der oben genannten acht Indikatoren für die Szenarien der Gruppe S1-A unter Berücksichtigung aller Versorgungsoptionen sind in Abb. 1 dargestellt. Ausgangspunkt ist das Referenzjahr 2015, bei dem alle Indikatoren den Wert 1 haben. Die hinter den Indikatoren

stehenden Absolut-Werte sind in der Tab. verzeichnet

Für das Jahr 2020 wurde angenommen, dass bis dahin weder Solarstromimporte aus Nordafrika noch Wasserkraftimporte aus Skandinavien realisierbar sind. Deshalb sind die Ergebnisse für das Jahr 2020 in allen drei Ausbaupfaden (S1-S3) identisch. Die Verringerung der Treibhausgasemissionen von 365 Mt/a auf 300 Mt/a erfordert einen entsprechenden Ausbau heimischer regenerativer Energiequellen, insbesondere der Windenergie und der Photovoltaik und entsprechende Verstärkung der Netztransferkapazität und der verfügbaren Speicheroptionen.

Aufgrund des starken Ausbaus von VRE einerseits und der noch existierenden hohen installierten Leistung relativ schlecht regelbarer konventioneller Grundlastkraftwerke auf der Basis von Kernenergie und Braunkohle andererseits nimmt die Abregelung von nicht nutzbaren Stromüberschüssen im Modelljahr 2020 vorübergehend stark zu. Sie kann allerdings in den Folgejahren auf Werte weit unter dem Ausgangsniveau von 2015 reduziert werden, da Grundlastkraftwerke zunehmend durch schnell regelbare Gasturbinenkraftwerke ersetzt werden, und ein ausgewogener Mix von VRE und DRE nennenswerte Stromüberschüsse effektiv vermeidet.

Systemkosten, installierte Kraftwerksleistung und vor allem der Netzausbau inklusive der Anbindung entfernter Ressourcen über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) nehmen in den Jahren 2030 bis 2050 deutlich zu. In diesem Ausbaupfad stammen langfristig etwa 33 % der Stromversorgung aus Importen [5], was zu einer deutlichen Verringerung der Energieimporte gegenüber dem Jahr 2015 mit 48 % Importanteil führt. Importe beinhalten Transfer über das internationale Wechselstromnetz, HGÜ-Direkttransfer aus dem Ausland und die für die Stromerzeugung verwendeten Brennstoffe.

Flächentransformation, Staubbelastung und Treibhausgase nehmen in diesem Ausbaupfad gegenüber dem Referenzjahr deutlich ab. Die Reduzierung des Flächenbedarfs gegenüber 2015 wurde zum großen Teil da-

Tab.: Modellvariablen (installierte Leistung der Stromerzeugungstechnologien) und Modellergebnisse (Indikatoren und Aufteilung der jährlichen Stromerzeugung) für die untersuchten Szenarien.

Zielfunktion	A: Geringe Auswirkungen in allen Bereichen										B: Niedrige Kosten			
Modellszenario	Referenz	Start	S1 A (Alle Optionen)			S2 A (Kein Solarimport)			S3 A (Autonomie)			S1 B	S2 B	S3 B
Modelljahr	2015	2020	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2050	2050	2050
Leistung VRE (MW)														
Photovoltaik	39.698	55.600	87.000	89.000	89.000	89.500	127.000	134.000	89.500	133.550	134.900	84.000	146.200	170.000
Wind Onshore	41.735	52.900	75.200	85.300	86.200	84.900	89.500	96.000	84.900	89.950	99.450	77.900	99.950	100.000
Wind Offshore	3.283	7.000	9.550	10.700	11.000	10.500	16.400	22.400	16.500	21.850	34.900	9.000	19.600	33.000
Laufwasserkraft	5.588	5.620	5.640	5.660	5.680	5.640	5.660	5.680	5.640	5.660	5.680	5.660	5.680	5.680
Leistung DRE (MW)														
Feste Biomasse, Holz, Müll	2.529	3.000	4.000	5.000	6.000	4.000	5.000	6.000	4.000	5.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Energiepflanzen, Biogas	4.538	4.538	2.650	1.325	0	6.500	7.100	9.500	6.500	8.450	9.500	0	9.500	9.500
Geothermie	24	50	500	1.500	4.000	500	1.500	4.000	500	1.500	4.000	4.000	4.000	4.000
Import Speicherwasserkraft	0	0	2.000	4.000	6.000	2.000	4.000	6.000	0	0	0	6.000	6.000	0
Import regelbarer Solarstrom	0	0	6.000	12.000	18.000	0	0	0	0	0	0	21.350	0	0
Leistung FOS (MW)														
Gasturbinenkraftwerke	1.753	7.750	53.450	71.800	81.400	49.500	65.900	71.500	51.400	68.500	77.300	75.000	71.500	77.300
Steinkohlekraftwerke	28.360	24.500	8.000	2.500	0	8.000	2.500	0	8.000	2.500	0	0	0	0
GuD	27.225	24.800	16.500	7.500	0	16.500	7.500	0	16.500	7.500	0	6.600	0	0
Sonstige	8.396	7.500	4.500	1.500	0	4.500	1.500	0	4.500	1.500	0	0	0	0
Kernkraftwerke	12.068	10.800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Braunkohlekraftwerke	20.873	15.800	6.500	2.500	0	6.500	2.500	0	6.500	2.500	0	0	0	0
Leistung Speicher und Netz (MW)														
Pumpspeicher	9.245	9.700	11.000	13.000	14.000	11.000	13.000	14.000	11.000	13.000	14.000	9.245	14.000	14.000
Power-to-Gas-to-Power	0	100	2.000	10.000	25.000	2.000	10.000	25.000	2.000	10.000	25.000	0	0	0
Druckluftspeicher	0	100	2.000	3.500	3.500	2.000	5.000	10.000	2.000	5.000	10.000	0	8.000	9.500
Lithium-Ionen-Batterie	0	100	2.000	2.000	2.000	2.000	5.000	9.000	2.000	5.000	10.000	0	0	0
Vanadium-Redox-Flussbatterie	0	100	2.000	2.000	2.000	2.000	5.000	9.000	2.000	5.000	10.000	0	0	0
Netztransferrkapazität Import	11.443	11.443	11.443	11.443	11.443	11.443	11.443	11.443	11.443	11.443	11.443	11.443	11.443	11.443
Netztransferrkapazität Export	8.209	8.209	9.000	9.000	9.000	15.000	16.500	16.500	15.000	20.000	25.000	8.209	8.209	8.209
Ergebnisse														
Treibhausgase (Mio.t/a)	365	300	180	100	50	180	100	50	180	100	50	50	50	50
Flächen (km²)	21.611	20.703	18.293	16.589	14.916	26.356	25.574	25.569	25.662	26.098	23.543	14.162	26.312	24.292
Systemkosten (Mrd.€/a)	57,79	57,42	60,00	64,61	70,28	60,64	66,40	73,79	62,60	69,01	77,48	63,28	64,99	69,19
Kraftwerksleistung (GW)	205,3	229,9	298,5	320,8	328,8	305,5	364,1	397,1	311,4	376,5	415,7	304,8	390,4	429,0
Abregelung (TWh/a)	4,22	7,67	1,88	0,74	0,03	3,32	2,79	1,30	5,90	4,36	2,52	1,50	24,70	55,74
Import (%)	48,3 %	46,6 %	37,5 %	35,1 %	33,3 %	30,7 %	22,2 %	14,4 %	28,9 %	18,9 %	10,6 %	38,2 %	14,3 %	10,0 %
Netzausbau (TW×km)	29,6	31,5	50,9	68,5	85,6	44,9	52,0	57,0	45,9	55,7	69,4	91,9	43,8	44,5
Feinstaub (t/a)	16.268	15.084	13.458	11.963	11.492	14.943	13.938	13.300	14.885	14.547	12.957	11.814	13.862	14.220
Indikatoren bzgl. Referenzjahr														
Treibhausgase	1,000	0,823	0,494	0,274	0,137	0,494	0,274	0,137	0,494	0,274	0,137	0,137	0,137	0,137
Flächen	1,000	0,958	0,846	0,768	0,690	1,220	1,183	1,183	1,187	1,208	1,089	0,655	1,217	1,124
Kosten	1,000	1,000	1,038	1,118	1,216	1,049	1,149	1,277	1,083	1,194	1,341	1,095	1,125	1,197
Kraftwerke	1,000	1,120	1,454	1,562	1,601	1,488	1,773	1,934	1,517	1,834	2,025	1,484	1,902	2,089
Abregelung	1,000	1,818	0,446	0,175	0,008	0,787	0,662	0,308	1,399	1,032	0,597	0,355	5,854	13,211
Import	1,000	0,940	0,776	0,727	0,690	0,636	0,459	0,298	0,599	0,391	0,219	0,792	0,297	0,208
Netzausbau	1,000	1,063	1,717	2,310	2,889	1,516	1,755	1,923	1,549	1,880	2,340	3,100	1,478	1,501
Feinstaub	1,000	0,927	0,827	0,735	0,706	0,919	0,857	0,818	0,915	0,894	0,797	0,726	0,852	0,874
Summe der Indikatoren	8,000	8,648	7,599	7,670	7,938	8,108	8,113	7,878	8,743	8,707	8,545	8,344	12,862	20,342
Stromerzeugung VRE (TWh/a)														
Photovoltaik	38,8	55,5	87,7	90,6	91,5	90,2	129,3	137,7	90,2	135,9	138,7	86,3	150,3	174,7
Wind Onshore	70,9	104,0	156,8	184,3	190,8	177,0	193,4	212,5	177,0	194,4	220,1	172,4	221,2	221,3
Wind Offshore	8,2	18,7	29,1	36,3	38,9	32,0	55,7	79,1	50,3	74,2	123,3	31,8	69,2	116,6
Laufwasserkraft	19,3	22,3	22,3	22,4	22,5	22,3	22,4	22,5	22,3	22,4	22,5	22,4	22,5	22,5
Stromerzeugung DRE (TWh/a)														
Feste Biomasse, Holz, Müll	19,5	19,5	27,6	33,5	38,8	27,2	32,2	37,0	26,5	31,1	34,4	38,7	38,0	35,4
Energiepflanzen, Biogas	31,1	28,1	17,0	7,1	0,0	40,9	34,8	31,0	40,3	40,0	26,6	0,0	32,3	28,7
Geothermie	0,2	0,4	3,9	11,8	31,5	3,9	11,7	31,4	3,9	11,7	31,3	31,3	29,8	28,7
Import Speicherwasserkraft	0,0	0,0	10,9	19,7	25,4	10,6	17,7	22,6	0,0	0,0	0,0	24,6	24,4	0,0
Import regelbarer Solarstrom	0,0	0,0	34,7	68,5	103,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	128,4	0,0	0,0
Stromerzeugung FOS (TWh/a)														
Gasturbinenkraftwerke	0,0	0,0	17,0	40,7	49,7	17,0	41,7	45,6	18,6	42,7	47,0	29,2	45,5	46,9
Steinkohlekraftwerke	118,7	109,4	48,1	14,8	0,0	46,9	13,8	0,0	46,5	13,5	0,0	0,0	0,0	0,0
GuD	62,2	58,3	74,2	38,0	0,0	72,3	34,8	0,0	72,4	33,7	0,0	30,7	0,0	0,0
Sonstige	31,3	29,3	26,5	8,9	0,0	25,9	8,4	0,0	25,7	8,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Kernkraftwerke	90,3	83,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohlekraftwerke	154,6	109,7	43,1	16,1	0,0	42,8	15,3	0,0	42,4	15,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Speicher und Netze (TWh/a)														
Pumpspeicher	4,9	5,4	4,3	4,2	4,0	5,5	9,1	10,1	5,7	10,0	10,2	2,2	11,3	12,5
Power-to-Gas-to-Power	0,0	0,0	0,3	1,0	1,2	0,6	3,4	7,1	0,8	4,5	12,1	0,0	0,0	0,0
Druckluftspeicher	0,0	0,1	0,7	1,0	0,8	1,1	3,6	7,3	1,2	4,3	8,1	0,0	7,0	10,2
Lithium-Ionen-Batterie	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,7	1,7	1,3	0,8	2,0	1,7	0,0	0,0	0,0
Vanadium-Redox-Flussbatterie	0,0	0,0	0,5	0,2	0,0	0,6	1,4	0,8	0,7	1,6	1,2	0,0	0,0	0,0
Netzimport	17,0	17,0	20,9	26,7	28,5	20,7	24,6	24,4	20,9	24,1	23,6	24,2	24,2	23,1
Netzexport	61,7	51,4	20,5	19,4	21,1	27,8	25,8	24,9	31,9	32,3	35,2	23,0	33,0	41,3
Bruttostromerzeugung (TWh/a)	645	639	599	593	592	613	619	627	620	630	651	596	641	681
Nettostromverbrauch (TWh/a)	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551
Spitzenlast (GW)	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8	82,8
Gesicherte Leistung / Spitzenlast														
Nettoengpassleistung	117 %	110 %	110 %	110 %	110 %	110 %	110 %	110 %	110 %	110 %	110 %	110 %	110 %	110 %
... inkl. Solarstromimporte	117 %	110 %	117 %	124 %	131 %	110 %	110 %	110 %	110 %	110 %	110 %	134 %	110 %	110 %
... inkl. Netztransferrkapazität	127 %	120 %	128 %	135 %	142 %	128 %	130 %	130 %	128 %	134 %	140 %	144 %	120 %	120 %

durch erreicht, dass Energiepflanzen (z. B. Maismonokulturen für Biogas) durch andere, deutlich weniger flächenintensive Quellen ersetzt werden konnten. Die Summe aller Indikatoren erreicht im Jahr 2050 einen Wert von 7.9 und liegt damit knapp unter dem Wert des Referenzjahres 2015.

Szenarien der Gruppe S2-A: Ausschluss von Solarstromimporten aus Nordafrika

Im Ausbaupfad S2-A wurden Solarstromimporte aus Nordafrika über HGÜ-Direktverbindungen kategorisch ausgeschlossen (Abb. 2). Damit steht im Ausbaupfad S2-A erheblich weniger Leistung aus DRE als im Pfad S1-A zur Verfügung. Die fehlende Leistung aus DRE muss durch einen stärkeren Ausbau von VRE, Stromspeichertechnologien und Netztransferkapazität ausgeglichen werden.

Die Abregelung von Stromüberschüssen kann nach 2020 auf Werte unterhalb derer des Jahres 2015 verringert werden, allerdings werden nicht die niedrigen Werte des Ausbaupfades S1-A erreicht.

Kraftwerks- und Speicherkapazitäten steigen ebenso wie die Systemkosten deutlich stärker an als im Ausbaupfad S1-A, dafür können Netzausbau und Importabhängigkeit niedriger gehalten werden als in diesem. Langfristig können Importe auf 14 % der Bruttostromerzeugung reduziert werden.

Während die Staubbelastung gegenüber 2015 reduziert werden kann, steigt der Flächenbedarf spürbar an, da auf flächenintensive Energiepflanzen nicht in dem Maße verzichtet werden kann wie im Ausbaupfad S1-A. Die Summe aller Indikatoren erreicht langfristig einen Wert von 7.9 und liegt damit ebenfalls unter dem Wert des Referenzjahres 2015.

Szenarien der Gruppe S3-A: Ausschluss von Solar- und Wasserkraftimporten

Bei diesem Ausbaupfad wird sowohl auf Solarstromimporte aus Nordafrika als auch auf Wasserkraftimporte aus Skandinavien verzichtet, um eine weitgehend autonome Stromversorgung zu erreichen. Nur Importe/Exporte über das Transportnetz zu den Nachbarländern werden genutzt (weitgehend bilanzielle Autonomie).

Durch den zusätzlichen Verzicht auf Wasserkraftimporte bei diesem Pfad müssen heimische VRE noch intensiver ausgebaut und durch Speichertechnologien und verstärkten Netzausbau ausgeglichen werden als in den beiden vorhergehenden Ausbaupfaden (Abb. 3). Während in den Bereichen Flächenbedarf, Importabhängigkeit und Staubemissionen etwas niedrigere Werte erreicht werden als im Pfad S2-A, steigen Systemkosten, Kraftwerksleistung und der Netzausbau leicht an. Dies ist im Wesentlichen einem deutlich stärkeren Ausbau der Offshore-Windkraft mit ihren entsprechenden HGÜ-Anbindungskapazitäten geschul-

det. Die Importabhängigkeit fällt langfristig auf unter 11 %. Die Summe aller Indikatoren erreicht 2050 einen Wert von 8.5 und liegt damit knapp über dem Wert des Referenzjahres 2015 (in der Tabelle).

Szenario S1-B: Möglichst niedrige Kosten unter Berücksichtigung aller Optionen

Für die Langfristszenarien bis 2050 wurde jeweils zusätzlich untersucht, wie sich eine möglichst kostengünstige Variante auf die übrigen Indikatoren auswirken könnte. Der Fokus liegt hier auf einer Minimierung der Gesamtkosten der Stromversorgung. Für den Ausbaupfad S1 ergibt sich die in Abb. 4 dargestellte Variante S1-B [6].

Die kostengünstigere Variante S1-B für 2050 mit Systemkosten von 63 Mrd.€/a erspart etwa 7 Mrd.€/a gegenüber S1-A und benötigt weniger Kraftwerksleistung und Flächen. Bei den anderen Indikatoren liegt sie geringfügig über dem Wert der Variante S1-A, bei der Abregelung deutlich. Kostensenkung wird vor allem durch einen weitgehenden Verzicht auf zusätzliche Stromspeicherkapazitäten und durch mehr Solarstromimport erreicht (Zahlenwerte in der Tabelle). Die im Modell eingesetzten solarthermischen Kraftwerke arbeiten mit einer thermischen Speicherkapazität von 24 Stunden und einer Auslastung von etwa 6300 äquivalenten Vollaststunden pro Jahr. Ein denkbarer Hybridbetrieb der Solarkraftwerke mit Erdgas oder Biomasse wurde ausgeschlossen, weshalb ihre gesicherte

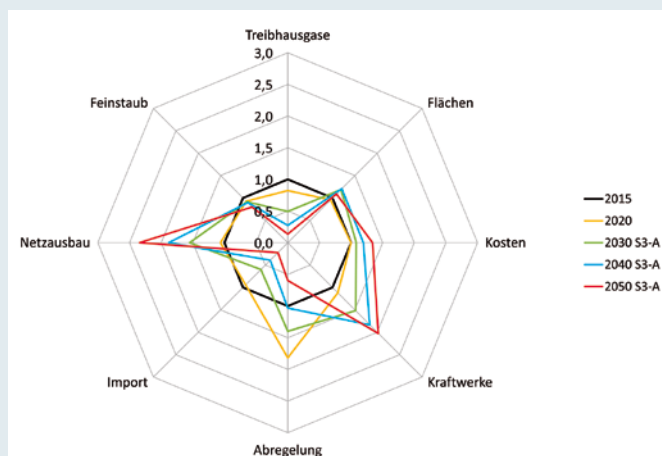


Abb. 3 Indikatoren der Szenarien Gruppe S3-A unter Ausschluss von Solarstrom- und Wasserkraftimporten (S3) und mit dem Ziel möglichst geringer Auswirkungen in allen Bereichen (A) für die Jahre 2015 bis 2050

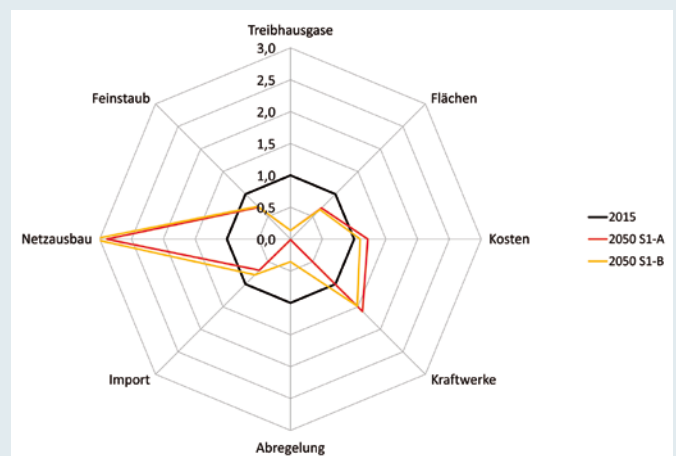


Abb. 4 Gegenüberstellung der Szenarien S1-A (geringe Auswirkungen in allen Bereichen) und S1-B (niedrige Kosten) unter Berücksichtigung aller Versorgungsoptionen für das Jahr 2050

Nettoengpassleistung als Null angenommen wird. Die Summe der acht verwendeten Indikatoren erreicht bei diesem Szenario einen Wert von 8,3, der nur 2 % über dem des Referenzszenarios von 2015 und 5 % über dem des Szenarios S1-A liegt.

Szenario S2-B: Möglichst niedrige Kosten bei Ausschluss von Solarstromimporten

Abb. 5 zeigt eine Gegenüberstellung der Langfristszenarien S2 für das Jahr 2050 unter Ausschluss von Solarstromimporten bei möglichst geringen Auswirkungen in allen Bereichen (Variante S2-A) und bei möglichst niedrigen Systemkosten (Variante S2-B).

Eine Reduktion der Systemkosten im Pfad S2-B kann nur durch eine Verringerung der Speicherkapazitäten und der Netztransferkapazität gegenüber Pfad S2-A erreicht werden. Entsprechend nimmt die Abregelung von Stromüberschüssen (25 TWh/a) gegenüber dem Szenario S2-A sehr stark zu.

Bei dem Szenario S2-B für das Jahr 2050 erreicht die Summe der acht verwendeten Indikatoren einen Wert von 12,9, der 60 % über dem des Referenzszenarios von 2015 und 65 % über dem des Szenarios S2-A liegt. Weiterhin liegen die Kosten für dieses Szenario mit 65 Mrd. €/a trotz der kostensenkenden Maßnahmen immer noch deutlich über denen des Szenarios S1-B mit 63 Mrd. €/a.

Szenario S3-B: Möglichst niedrige Kosten bei Ausschluss von Solarstrom- und Wasserkraftimporten

Abb. 6 zeigt eine Gegenüberstellung der Langfristszenarien S3 für das Jahr 2050 unter Ausschluss von Solarstromimporten und Wasserkraftimporten bei möglichst geringen Auswirkungen in allen Bereichen (Variante S3-A) und bei möglichst niedrigen Systemkosten (Variante S3-B).

Eine Reduktion der Systemkosten kann hier nur durch eine Verringerung der Speicherkapazitäten und der Netztransferkapazität erreicht werden. Während alle übrigen Parameter in etwa denen des Szenarios S3-A entsprechen, nimmt die Abregelung mit 55 TWh/a extrem stark zu.

Bei dem Szenario S3-B für das Jahr 2050 erreicht die Summe der acht verwendeten Indikatoren einen Wert von 20,3, der ca. 250 % über dem des Referenzszenarios von 2015 und des Szenarios S3-A liegt. Die Kosten für dieses Szenario liegen mit 69 Mrd. €/a trotz der kostensenkenden Maßnahmen etwa 10 % über denen des Szenarios S1-B.

Gegenüberstellung der untersuchten Szenarien

Abb. 7 zeigt eine Gegenüberstellung der Szenarien S1-A, S2-A und S3-A für das Jahr 2050. Bei den Szenarien S2 und S3 zeigen sich deutliche Nachteile eines Ver-

zichts auf Solarstromimporte aus Nordafrika und auf Wasserkraftimporte aus Skandinavien. Kosten, Flächenbedarf, Abregelung, Kraftwerksleistung und Staubbelastung sind allesamt deutlich höher als im Szenario S1. Lediglich die Importabhängigkeit und der Netzausbau sind deutlich geringer.

Insbesondere das Szenario S3-A mit Systemkosten von 77 Mrd.€/a zeigt, dass ein Streben nach (bilanziell) autonomer Versorgung mit hohen Kosten und starken Auswirkungen in allen Bereichen verbunden ist. Kostensenkungen sind bei dieser Strategie nur erreichbar, wenn Abregelungen in der Größenordnung von bis zu 55 TWh/a dauerhaft in Kauf genommen werden. Vorteile eines Strebens nach Autonomie sind nicht zu sehen, eher tun sich neue Fragen auf, wie z. B. die Netzstabilität gesichert werden kann oder wie Märkte zu gestalten sind, wenn die Versorgung überwiegend auf stark schwankenden Energiequellen basiert.

Die Nutzung möglichst vieler Versorgungsoptionen inklusive Solarstromimporten aus Nordafrika und Wasserkraftimporten aus Skandinavien im Szenario S1 führt im Vergleich zu allen anderen Szenarien zu den geringsten Belastungen und Kosten. Ein klarer Vorteil der Nutzung aller Optionen zeigt sich darin, dass langfristig die heutige Summe aller Indikatoren beibehalten bzw. sogar leicht unterschritten werden kann, inklusive einer massiven Absenkung der Treibhaus-

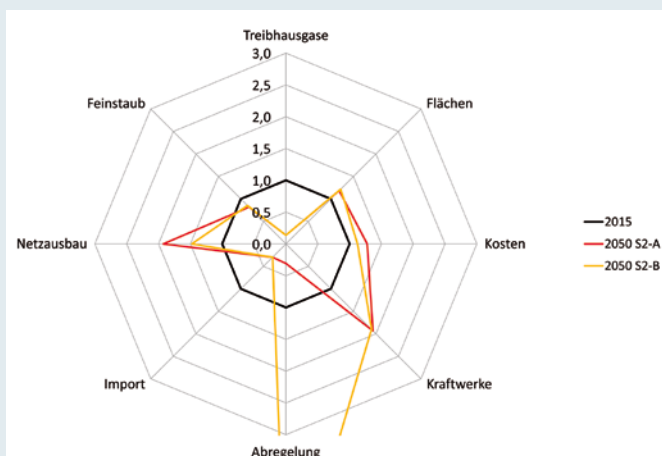


Abb. 5 Gegenüberstellung der Szenarien S2-A (geringe Auswirkungen in allen Bereichen) und S2-B (niedrige Kosten) unter Ausschluss von Solarstromimporten aus Nordafrika für das Jahr 2050

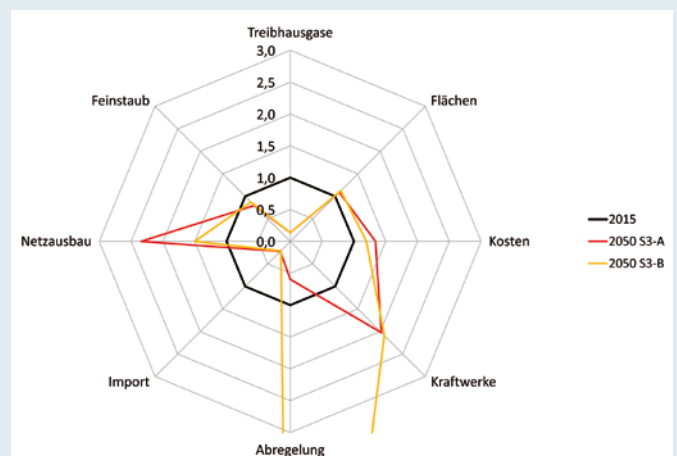


Abb. 6 Gegenüberstellung der Szenarien S3-A (geringe Auswirkungen in allen Bereichen) und S3-B (niedrige Kosten) unter Ausschluss von Solarstromimporten aus Nordafrika und Wasserkraftimporten aus Skandinavien für das Jahr 2050

gasemissionen gegenüber dem Referenzjahr 2015 auf unter 15 %. Ein weiterer Vorteil des Szenarios S1 ist, dass deutliche Kostensenkungen erzielt werden können, ohne bei den anderen Indikatoren nennenswerte Nachteile in Kauf nehmen zu müssen, wie Szenario S1-B mit einer Summe aller Indikatoren von 8.3 gezeigt hat. In diesem Fall kann außerdem auf problematische Energiequellen wie Energiepflanzen – zumindest für die Stromversorgung – verzichtet werden.

Das Szenario S2-A für das Jahr 2050 zeigt, dass eine rein europäische Versorgung mit zusätzlich etwa 5 % Wasserkraftimport aus Skandinavien mit relativ geringem Netzausbau und deutlich reduzierter Importabhängigkeit von unter 15 % realisiert werden kann. Mit einer Summe aller Indikatoren von 7.9 liegt es langfristig ebenfalls wie S1-A leicht unter dem entsprechenden Wert des Referenzjahres 2015, allerdings entstehen dabei deutlich höhere Kosten, höherer Flächenbedarf und mehr Aufwand bei der installierten Kraftwerksleistung als bei der Nutzung aller Optionen.

Bei einem vollständigen Verzicht auf Importe im Szenario S3-A wird die Stromversorgung im Jahr 2050 um 7 Mrd. € pro Jahr teurer als im Szenario S1-A und um jährlich 14 Mrd. € teurer als im Szenario S1-B. Auch im Szenario S2-A beträgt der entsprechende Mehraufwand gegenüber S1-A und S1-B trotz Wasserkraftimporten immer noch etwa 4 bzw. 10 Mrd.€ pro Jahr.

Abb. 8 zeigt die Aufteilung der Bruttostromerzeugung für die Szenarien S1-A und S2-A für das Modelljahr 2050. Die Stromerzeugung basiert im Szenario S1-A zu deutlich höheren Teilen auf gut regelbaren Energiequellen (DRE, FOS) als im Szenario S2-A, das überwiegend auf variable Energiequellen (VRE) setzt. Das Verhältnis von VRE zu DRE ist von besonderer Bedeutung, wenn es langfristig darum geht, auch die letzten verbleibenden Anteile aus fossilen Energieträgern durch erneuerbare Energie zu ersetzen. Dafür wird in erster Näherung ein ausgewogenes Verhältnis von DRE : VRE = 1 : 1 angestrebt, bis der Strombedarf zu 50 % aus gut regelbaren regenerativen Quellen und zu 50 % aus variablen regenerativen Quellen vollständig gedeckt wird. Fossile Brennstoffe werden dann nur noch

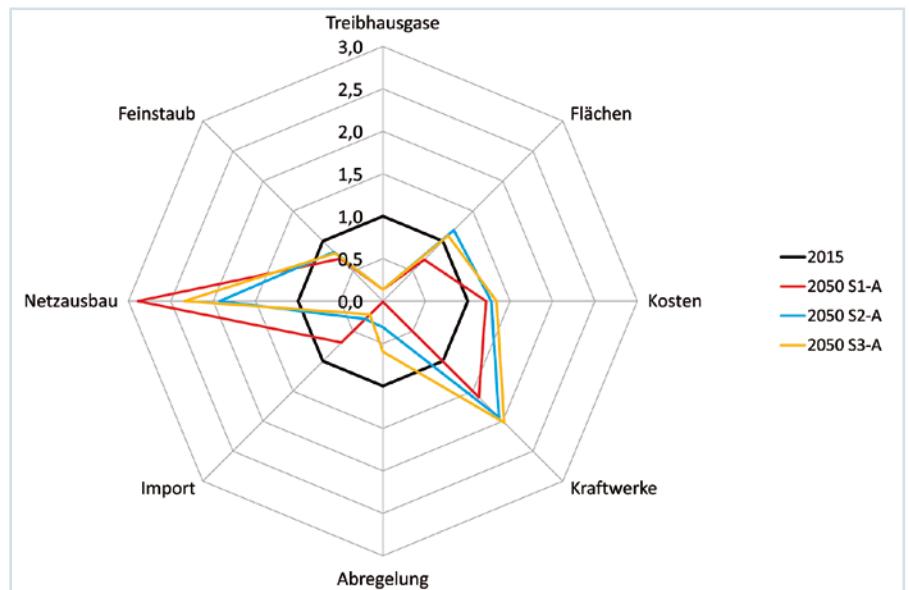


Abb. 7 Gegenüberstellung der Szenarien S1-A, S2-A und S3-A mit dem Ziel möglichst geringer Auswirkungen in allen Bereichen für das Jahr 2050

als Notfallreserve gebraucht, wofür sie besonders geeignet sind.

Im Szenario S2-A, das zu etwa 30 % aus regelbaren Quellen und zu 70 % aus VRE zusammengesetzt ist, stehen für einen weiteren Ausbau erneuerbarer Anteile nach 2050 nur noch heimische VRE zur Verfügung (mit 6 GW installierter Leistung wird das Potenzial für Wasserkraftimporte aus Skandinavien für Deutschland als ausgeschöpft angenommen), was einen deutlich höheren Druck auf alle Indikatoren (besonders die Abregelung) erzeugt und hohe Kosten verursachen kann. Außerdem stellt sich die Frage nach den verfügbaren heimischen Potenzialen und der Akzeptanz, diese großräumig zu erschließen.

Gemeinsamkeiten der Szenarien

Dargebots-unabhängige regenerative Energiequellen (DRE) sind ein wichtiger Bestandteil der zukünftigen Stromversorgung. Sie werden in allen Szenarien soweit wie möglich bis an die angenommenen Potenzialgrenzen ausgebaut, da sie trotz teilweise höherer Stromgestehungskosten einen hohen systemischen Wert besitzen und die Auswirkungen des Umbaus zu erneuerbarer Energie (inklusive dessen Kosten) umfassend reduzieren. Ausnahme sind Energiepflanzen, die relativ hohe Kosten und Treibhausgasemissionen verursachen und einen sehr hohen Flächenbedarf aufweisen. Auf sie kann weitgehend verzichtet werden, wenn ausreichend andere regelbare Quel-

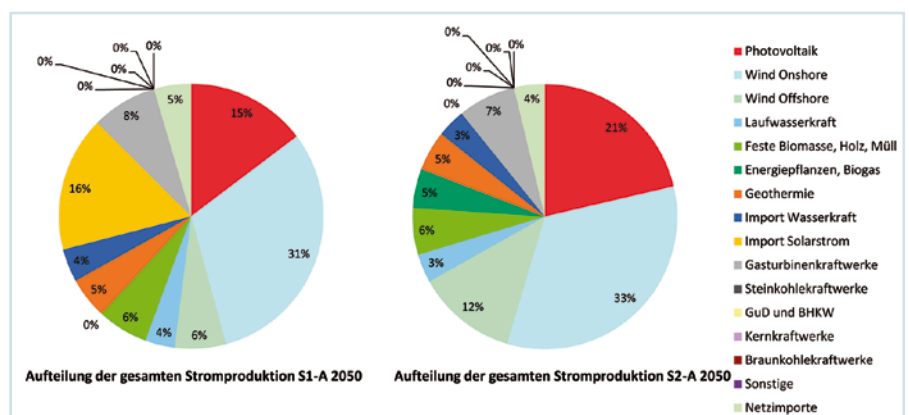


Abb. 8 Aufteilung der Bruttostromerzeugung in den Szenarien S1-A (links) und S2-A (rechts) für das Modelljahr 2050.

len, z. B. aus DRE-Importen verfügbar sind. Sie können aber auch zur Diversifizierung der Versorgung und als sichere Nettoengpassleistung beibehalten werden, solange keine kritischen Flächenrestriktionen auftreten.

Der Import von DRE (Solarstrom aus Nordafrika und Wasserkraft aus Skandinavien) kann negative Auswirkungen der Energiewende dämpfen, zur Diversifizierung der Energieversorgung beitragen und die Kosten eines Umbaus senken. Auf der anderen Seite sind dafür Anbindungsinfrastrukturen (HGÜ) ähnlich wie bei der Offshore-Windenergie notwendig.

Besonders augenfällig ist, dass die erhöhte Abregelung im Jahr 2020 nicht dem notwendigen Ausbau erneuerbarer Energiequellen, sondern den verbleibenden, schlecht regelbaren konventionellen Grundlastkraftwerken geschuldet ist, und langfristig weitgehend vermieden werden kann, wenn diese vollständig abgebaut und durch flexiblere Gasturbinen ersetzt werden. Grundlastkapazität kann in diesem Fall langfristig durch DRE übernommen werden.

Gasturbinen, die einen Großteil der notwendigen sicheren und flexiblen Leistung darstellen, aber nur geringe Auslastung aufweisen, fungieren langfristig weitgehend nur noch als Reserve. Die Gasturbinen werden im Modell mit Erdgas und synthetischem Erdgas aus Power-to-Gas betrieben. Ihre jährliche Auslastung ist mit unter eintausend Vollaststunden im Jahr so gering, dass effizientere, aber aufwändigere und trägere GuD-Kraftwerke keine sinnvolle wirtschaftliche Alternative dazu darstellen. Netzausbau und DRE-Importe (z. B. solarthermische Kraftwerke im Hybridbetrieb mit Biomasse) können unter Umständen mehr sichere Leis-

tung beisteuern als hier angenommen (s. Tabelle), so dass die notwendige Leistung für Gasturbinen gegebenenfalls entsprechend reduziert werden kann [7].

Power-to-Gas-to-Power erreicht in keinem der Szenarien einen Versorgungsanteil von mehr als 2 %, und fällt bei allen kostenreduzierten Varianten vollständig weg. Power-to-Gas als Stromspeicher stellt aufgrund des schlechten Zyklen-Wirkungsgrades (hier optimistisch angenommen 30 % für kontinuierlichen Lade- und Entladebetrieb ohne Schwankungen) offensichtlich keine wirtschaftlich belastbare Option dar. Dies zeigt sich vor allem im Pfad S1-B, bei dem ein Verzicht auf solche Langzeitspeicher gegenüber S1-A außer einer deutlichen Kostensenkung kaum andere Auswirkungen hat.

Anmerkungen

- [1] Trieb, F. und Hess, D.: Wege zur regenerativen Stromversorgung, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 67. Jg. (2017) Heft 3, 54 – 58, online verfügbar.
- [2] Dokumentation ELCALC – DLR Interner Bericht Oktober 2017 (www.dlr.de/tt/ELCALC).
- [3] Definitionen und Merkmale für Dargebots-unabhängige Regenerative Energiequellen (DRE = Speicherwasserkraft, Geothermie, solarthermische Kraftwerke mit Wärmespeicher, Biomasse), Variable Regenerative Energiequellen (VRE = Windkraft, Photovoltaik, Laufwasserkraft), Speicher für Regenerative Energiequellen (SRE = Wasserstoff, Power-to-Gas, Power-to-Liquid), Fossile Energiespeicher (FOS = Kohle, Erdgas, Braunkohle, Kernenergie) und Pufferspeicher (PSP = Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Batterien) in [1].
- [4] Es handelt sich hier um eine Szenario-Entwicklung im herkömmlichen Sinne mit dem Ziel, Szenarien mit möglichst geringen Auswirkungen (A) bzw. möglichst niedrigen Systemkosten (B) durch Variation der Modellvariablen zu erzielen. Dies wurde durch Deduktion, Logik und Ausprobieren angestrebt, führt aber i. d. R.

nicht zwingend zu einem globalen Optimum. Eine Optimierung (Minimierung) der Summe aller Indikatoren unter Nutzung eines mathematischen Algorithmus ist zwar denkbar, wurde hier jedoch bisher nicht angewandt.

[5] Entfernte erneuerbare Stromquellen wie Offshore-Windkraft, Wasserkraft aus Skandinavien und solarthermische Kraftwerke in Nordafrika werden im Modell direkt von der jeweiligen Quelle per Punkt-zu-Punkt-Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) zu einem Bestimmungsort in Deutschland transportiert und dort in das lokale Stromnetz eingespeist. Für Offshore Windkraft wurde eine mittlere Entfernung von 500 km, für Wasserkraftimporte von 1000 km und für Solarstromimporte von 2500 km angenommen.

[6] Systemkosten beinhalten die jährlichen Kapitalkosten, Betriebskosten und Brennstoffkosten aller Kraftwerke, Speicher und Leitungsinfrastrukturen abzüglich der Exporterlöse. Details in [2].

[7] Die sichere Leistung von DRE und FOS wurde mit 90 % der installierten Leistung angenommen. Ausnahme ist der Solarstromimport aus Nordafrika, für den keine sichere Leistung angenommen wurde. Die sichere Leistung der VRE und PSP entspricht der jeweils verfügbaren Mindestleistung im verwendeten Modelljahr entsprechend der stündlichen Modellierung (z. B. 25 % bei Laufwasserkraft). Für die Transferkapazität des Übertragungsnetzes über die Landesgrenzen wurde keine zusätzliche sichere Nettoengpassleistung angenommen, da diese im Ausland angesiedelt sein müsste. Die Tabelle (unten) zeigt die gesicherte Leistung nach oben genannter Definition und für den Fall, dass auch Solarstromimporte und internationaler Netztransfer als sichere Leistung angerechnet werden können. Als Randbedingung für die Modellierung wurde eine Mindestnettoengpassleistung aller Kraftwerke von 110 % gegenüber Spitzenlast vorgegeben.

*Dr. F. Trieb, D. Hess, Institut für Technische Thermodynamik – Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart
franz.trieb@dlr.de; denis.hess@dlr.de*

ENERGIENEWS ONLINE: www.et-energie-online.de